Глава 1

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ НА РУБЕЖЕ ВЕКОВ

Газ и нефть теснейшим образом связаны с подземной гидросферой, накопившей о них наиболее полную и разнообразную информацию, поэтому тот или иной комплекс гидрогеологических исследований уже давно является неотъемлемой частью любых технологических проектов освоения углеводородных ресурсов.

Современная нефтегазовая гидрогеология включает такие направления как гидрогеохимия, газогидрогеохимия, гидродинамика, геотермия, гидрогеоэкология.

Начав отсчет своей истории более ста лет назад (со времени заложения первой поисковой скважины), как самостоятельное научное направление нефтегазовая гидрогеология оформилась только в 30–40-х годах двадцатого века, когда в работах А.В. Сулина (гидрохимия), Г.М. Сухарева (геотермия), А.Н. Силина-Бекчурина (подземная гидродинамика), В.П. Савченко (водорастворенные газы) накопившиеся разрозненные факты воплотились в первые научные обобщения о связях подземных вод со скоплениями углеводородов.

В последние десятилетия усилиями большого коллектива ученых (А.А. Карцев, В.Н. Корценштейн, М.И. Суббота, Е.А. Барс, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, А.С. Панченко, Л.Н. Капченко, А.М. Никаноров, Ю.П. Гаттенбергер, В.М. Матусевич, Л.А. Анисимов, С.Б. Вагин, А.С. Зингер, В.П. Ильченко, О.И. Серебряков, Б.П. Акулинчев, Н.М. Петухова, В.С. Гончаров, Э.С. Гончаров, О.М. Севастьянов, В.М. Кирьяшкин, Р.Г. Семашев, Т.В. Левшенко, В.Г. Козлов, А.П. Каменев, Г.П. Лысенин, С.Р. Крайнов, В.М. Швец, К.Е. Питьева, Г.П. Волобуев, Ю.В. Мухин, В.И. Титов, Б.П. Ставицкий, И.К. Зерчанинов, В.В. Нелюбин, В.А. Кудряков, И.М. Михайлов, Ю.В. Шилов, Л.А. Абукова, А.М. Чистовский, Н.К. Игнатович, А.С. Анциферов, А.В. Кудельский, Н.Н. Кругликов, В.А. Терещенко, Е.В. Пиннекер, В.П. Шугрин, В.С. Котов, В.В. Колодий) нефтегазовая гидрогеология сформировалась как многоцелевое научное направление, успешно решающее задачи поисков углеводородов, их разработки, охраны геологической и окружающей среды. Более детально эти задачи отражены на рис. 1.1.

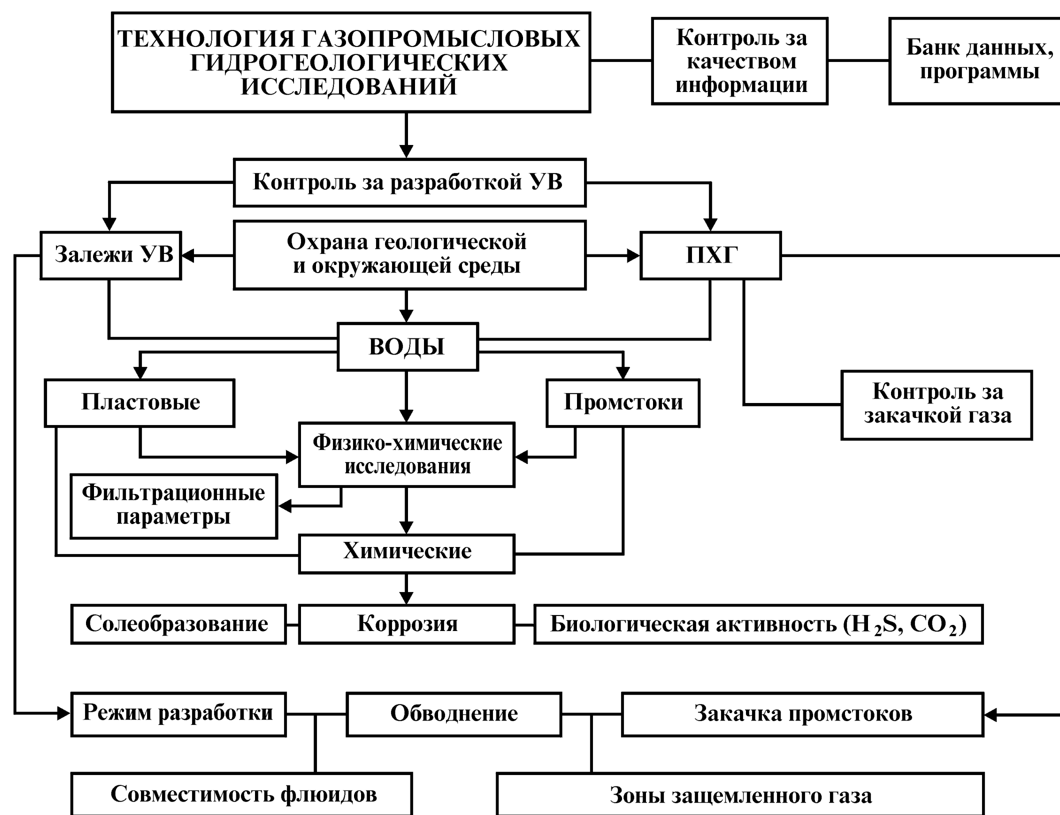


Рис. 1.1. Основные задачи нефтегазовой гидрогеологии

В рамках нефтегазовой гидрогеологии несколько обособленно существует и газовая гидрогеология (или школа газовой гидрогеологии), становление и развитие которой связано с именами В.Н. Корценштейна, В.П. Савченко и других исследователей. В частности, во ВНИИГАЗе в 1954 г. была создана лаборатория гидрогеологии, долгие годы возглавлявшаяся доктором геолого-минералогических наук, профессором В.Н. Корценштейном. Разработанная им в 1963 г. "Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов" позволила геологам разных ведомств проводить аналогичные комплексные исследования пластовых вод на единой методической основе. В результате был получен уникальный гидрогеологический материал, не имеющий аналогов в мировой практике. Он был растиражирован в отчетах, статьях, обзорах и монографиях, что дало доступ к нему широкой геологической общественности. В 1984 г. была создана "Карта растворенных газов подземных вод нефтегазоносных провинций СССР", в которой обобщены и критически проанализированы материалы по водорастворенным газам всей территории б. Советского Союза. В 90-х годах вышли в свет монографии "Технология глубинных нефтегазопоисковых гидрогеологических исследований" и "Технология газопромысловых гидрогеологических исследований", подготовленные авторским коллективом высококвалифицированных специалистов-гидрогеологов под руководством В.П. Ильченко.

Необходимость опубликования этих книг была обусловлена тем, что в последние годы поисковые и промысловые гидрогеологические исследования получили общее признание и дополнились новым содержанием в связи с поисками углеводородных скоплений в глубокозалегающих отложениях на структурах сложного строения, с выходом многих газовых месторождений на завершающую стадию разработки, вводом в эксплуатацию залежей со сложным составом природного газа, созданием подземных хранилищ газа и возникшими при этом экологическими проблемами. Естественно, в соответствии с современными требованиями (высокие пластовые давления, большие температуры, агрессивные среды, техногенный фактор и т.д.) авторам потребовалось разработать новые и усовершенствовать известные гидрогеологические методики и технологические приемы и положения.

Известно, что теоретической основой нефтегазовой гидрогеологии является учение о гидрогеологических условиях генерации, миграции, аккумуляции, консервации и деструкции углеводородов (УВ). Причем, проблема гидрогеологических меха-

низмов миграции и аккумуляции УВ является центральной в нефтегазовой гидрогеологии. В этой проблеме в первую очередь дискутируются вопросы о формировании водных растворов, о соотношении активной и пассивной роли вод в миграции и аккумуляции нефти и газа.

Хотя в среднесрочной перспективе нефтегазовая гидрогеология как наука будет развиваться, главным образом, в сторону совершенствования уже действующих технологий (объекты исследований, методические разработки, исследовательская аппаратура и др.), наряду с этим появятся и принципиально новые направления и технологии, что будет определяться многими факторами, и в первую очередь – уровнем технических достижений, обеспеченностью минерально-сырьевыми ресурсами и экологической ситуацией в целом.

Поисково-разведочная гидрогеология

Доказанные запасы газа в России на сегодняшний день составляют около 50 трлн м^3, но по оценкам экспертов уже к 2015–2020 гг. наступит значительное истощение газовых ресурсов, на восполнение которых потребуются огромные материальные средства. В этих условиях низкозатратные, но достаточно эффективные гидрогеологические методы станут основой методологии оценки газоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла и зон дробления фундамента, с которыми многие ученые связывают неограниченный источник голубого топлива и минерального сырья. Опорным звеном в разработке этих методологий станет совершенствование нефтегазопоисковых показателей, оценка условий их применимости, создание исследовательской аппаратуры для глубинных исследований с дистанционной регистрацией газо-гидрогеохимических параметров. Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе ее развития наряду с геологическими и геофизическими методами позволяет аргументировано оценить перспективы нефтегазоносности еще не изученной части региона, а при локальной оценке – провести раздельное прогнозирование скоплений углеводородов, в том числе оценить перспективные объекты на содержание сероводорода. Это объясняется тем, что подземная гидросфера является средой, в которой генерируются и формируются скопления УВ и которая определяет закономерности размещения их в недрах. Кроме того, гидрогеологические критерии относятся к числу основных в процессе прогнозирования и поисков новых месторождений нефти и газа.

Исследования в нефтегазоносном районе обычно начинают-

ся с установления гидрогеологической стратификации. Гидрогеологическая стратификационная колонка составляется для каждого региона, а в последствии, при получении достаточного материала, и для каждого района. Под гидрогеологической стратификацией понимается опорный разрез с выделением водоносных комплексов (горизонтов) и водоупоров различного возраста и их характеристикой. Главное внимание обращается на особенности водоносных горизонтов (мощность, петрографический состав, пористость, проницаемость, трещиноватость слагающих пород) и водоупоров (мощность, плотность, состав, трещиноватость, протяженность и т.д.).

В ряде случаев в гидрогеологическом разрезе выделяются водоносные этажи. Они состоят из нескольких водоносных горизонтов или водоносных комплексов и имеют мощные водоупоры. Как правило, в гидрогеологических бассейнах наблюдается не более двух-трех водоносных этажей. Например, в осадочном чехле Прикаспийской впадины выделяется два нефтегазоносных гидрогеологических этажа или мегакомплекса (надсолевой и подсолевой), разделенные между собой соленосной толщей.

На рис. 1.2 представлен опорный гидрогеологический разрез Прикаспийской впадины, характерной особенностью которого является проявление гидрогеохимической инверсии, т.е. уменьшение минерализации пластовых вод вниз по разрезу от соленосной толщи. Меняется и тип вод: от хлоридно-кальциевого до гидрокарбонатно-натриевого.

Все глубинные воды несут на себе отпечаток длительной геологической цепочки онтогенеза нефти и газа. В основе современной нефтегазопоисковой гидрогеологии лежит представление о единстве нефти, газа и глубинных подземных вод как неизбежных продуктов глобального геологического процесса – литогенеза. В процессе литогенеза происходит постоянное взаимодействие между жидкой, газовой и твердой фазами, а также внутри фаз, сопровождающееся обменом веществ, поглощением или выделением энергии. Понять геохимическую историю флюидальной системы можно лишь при ее комплексном изучении. Нельзя изучать отдельно или отрывочно подземные воды, нефть и природные газы.

Поэтому вопросы формирования вод – их происхождение, состав растворенных в них ингредиентов – особенно важны для развития теории и практики нефтегазопоисковой гидрогеологии из-за специфического воздействия подземных вод на геохимическую историю УВ.

По своему генезису выделяются: седиментогенные, инфиль-

трогенные, возрожденные, конденсатогенные, органогенные, гидратные природные воды. Основная доля (до 80 %) в общем балансе вод нефтегазоносных комплексов приходится на седиментогенные воды. Именно на этом основана разработка нефтегазопоисковых критериев (показателей) разного ранга.

Ионно-солевой состав и минерализация вод, как правило, малоинформативны в качестве локального поискового признака. Но низкая минерализация вод, гидрокарбонатно-натриевый тип их, повышенные концентрации микроэлементов (йод, бром, аммоний и др.) могут служить показателями зон генерации углеводородов.

Степень насыщения вод газами является наиболее эффективным гидрогеологическим показателем нефтегазоносности, как регионального, так и локального плана. Выделяются газогидрогеохимические обстановки трех типов: а) – фазового равновесия; б) – смещенного фазового равновесия; в) – отсутствия фазового равновесия между залежами и растворенными газами. Когда воды недонасыщены газами, поисковая значимость газогидрогеохимических локальных показателей обусловлена наличием вокруг залежей УВ газогидрогеохимических ореолов. Эти ореолы формируются в основном за счет процессов диффузии газов в системе “залежь – вода”. Зная фоновую газовую составляющую подземных вод, повышенные значения газонасыщенности (отношение $\hat{e}_{нас}/\hat{e}_{пл}$), метановый состав газа могут служить надежными локальными поисковыми показателями.

Среди гидрохимических критериев при прогнозе на углеводородные флюиды надежным показателем нефтегазоносности является водорастворенное органическое вещество (ВРОВ). К настоящему времени накоплен значительный опыт в использовании компонентов ВРОВ в нефтегазопоисковых целях. Изучены закономерности распределения растворенных органических веществ в зависимости от состава подземных вод, литологических свойств вмещающих пород, термобарических условий недр, состава газовых флюидов и пр. Установлено, что наиболее информативными показателями при поиске нефтяных и газоконденсатных залежей являются бензол и его гомологи, фенолы и низшие жирные кислоты. На характер распределения бензола и его гомологов в водах сероводород, практически, влияния не оказывает. При определении фенолов установлено, что их содержание связано с количеством сероводорода, растворенным в воде и входящим в состав газа.

При раздельном прогнозе наличия залежей нефти, газа и сероводородности недр по гидрогеологическим данным сущест-

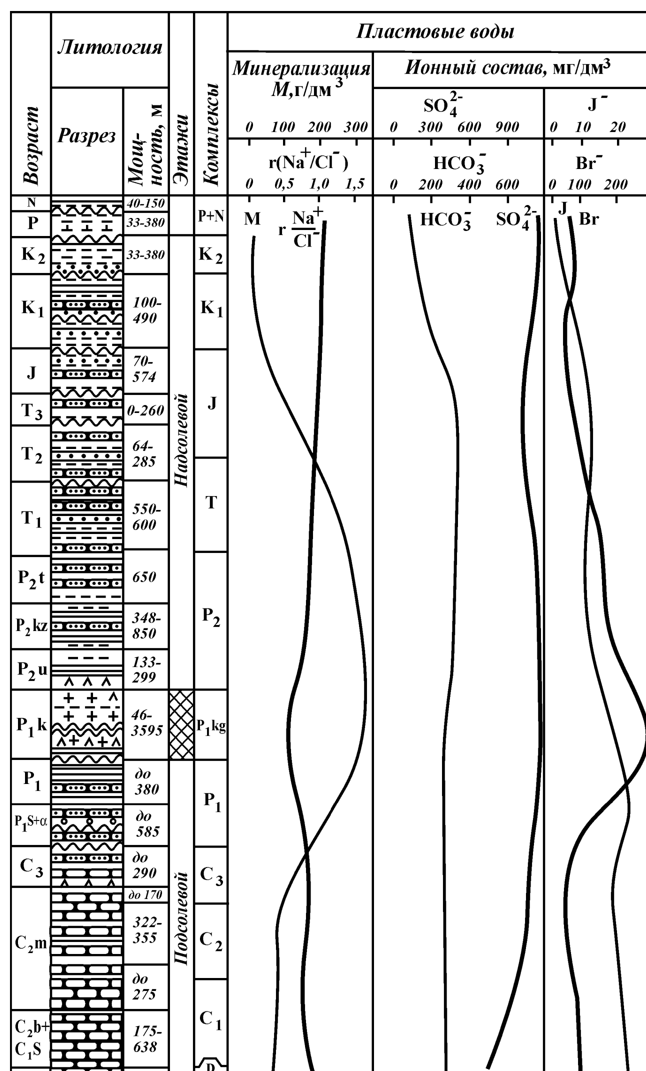
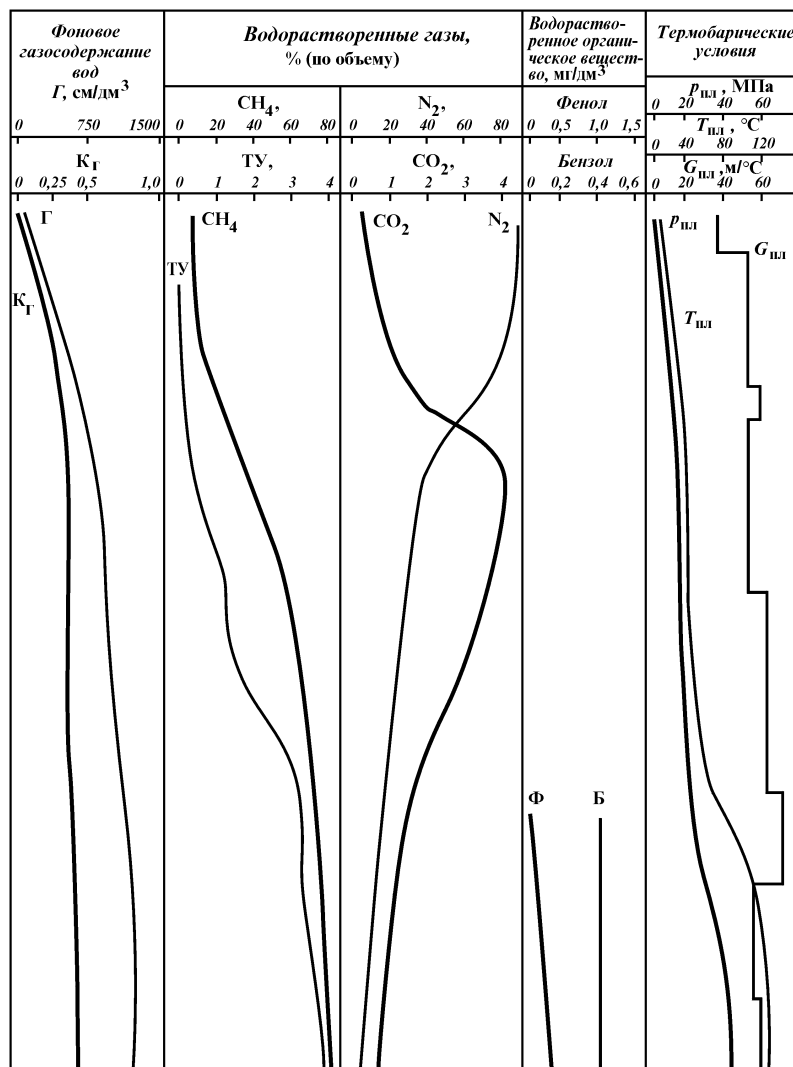


Рис. 1.2. Сводный опорный гидрогеологический разрез Прикаспийской впадины (составил В.П. Ильченко, 1990 г.)

вует три уровня прогноза – региональный, зональный и локальный.

Разработаны различные схемы раздельного прогнозирования нефтегазоносности по данным изучения подземных флюи-



дов, в основе которых лежат методические различия между региональным и локальным прогнозированием (рис. 1.3).

Цель регионального прогнозирования – оценка перспектив нефтегазоносных комплексов в целом. Процессы формирования залежей зависят от условий генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов. Используя гидрогеологические показатели, можно определять зоны генерации газооб-



Рис. 1.3. Схема раздельного прогнозирования газонефтеносности по данным изучения подземных флюидов (по А.С. Панченко, 1985 г.)

разных и жидких УВ, а также оценивать условия сохранности залежей нефти и газа. Важно помнить, что при региональном прогнозировании используют только показатели гидрогеологического фона, не искаженные влиянием скоплений УВ.

Локальное раздельное прогнозирование осуществляется на поисковом и разведочном этапах. На поисковом этапе проводится раздельная оценка перспектив локальных объектов по гидрогеологическим аномалиям. Естественно, выделение аномалий возможно лишь при условии, что известен гидрогеологический фон.

Раздельный прогноз месторождений сероводородсодержащих и бессернистых газов на практике возможен только на базе комплексных гидрогазогеохимических исследований. Сероводородсодержащие объекты характеризуются вполне определенными комплексами показателей различного генезиса, которые могут служить для качественной и количественной оценки концентрации сероводорода в газах при поисково-разведочном процессе.

Промысловая гидрогеология

Несовершенство технологий разработки углеводородных залежей приводит к потерям 15–20 % газа, 30–50 % газового конденсата и 50–70 % нефти, которые за годы эксплуатации месторождений уже составили триллионы кубических метров и сотни миллионов тонн. Одна из причин этих потерь заключается в неконтролируемом внедрении подземных вод в залежь, другая – в истощении ее пластовой энергии.

Для создания эффективных методов разработки залежей с целью более полного извлечения углеводородов требуются усилия многих научных направлений, однако значительная часть информационного и теоретического обеспечения этих методов является задачей промысловой гидрогеологии, поскольку основные массы не извлеченных углеводородов оказываются в обводненных и энергетически ослабленных зонах месторождений и залежей.

Контроль за вторжением пластовых вод в залежь (обводнением залежи) в процессе разработки осуществляется комплексом промыслово-геофизических, гидродинамических и гидрогеохимических методов. С этой целью за контуром залежей и под контактом ее в водоносной части пласта бурят наблюдательные и пьезометрические скважины. Замеряя в них пластовое давление, отбирая и анализируя глубинные пробы флюидов, судят об изменениях положения водонефтяных и

газоводяных контактов (ВНК и ГВК) залежей, рассчитывают продвижение воды в залежи, контролируют гидрогеохимические процессы, происходящие в приконтактных зонах.

Установление гидрохимического фона пластовых и конденсационных вод в качестве начальной системы отсчета является обязательной основой осуществления гидрохимического контроля за разработкой месторождений. Первые сведения о составе и свойствах пластовых вод получают на стадии поисково-разведочных работ. По мере разработки месторождения эти сведения дополняются и уточняются на основе состава вод, выносимых эксплуатационными скважинами. Сведения о составе конденсационных вод получают, в основном, в процессе разработки залежи. При установлении фона необходимо проводить как можно более полный анализ состава вод, в том числе состава микрокомпонентов и растворенной органики, так как неизвестно какие именно компоненты могут быть использованы в дальнейшем в качестве показателей обводнения залежи.

Гидрогеохимический контроль – метод наблюдений за составом жидкостей, выносимых флюидальным потоком из эксплуатационных скважин. Осуществление контроля носит мониторинговый характер, отбор и анализ проб жидкости проводится через определенные промежутки времени на протяжении всего времени работы отдельных скважин.

Гидрохимические коррелятивы – комплекс показателей, позволяющий с высокой степенью надежности диагностировать происхождение жидкостей, выносимых на поверхность земли. Гидрохимическими коррелятивами могут быть отдельные элементы состава (ионы, комплексы, соли), отношения одного элемента к другому (обычно к хлору), химический тип исследуемой жидкости и некоторые другие показатели. При этом надо иметь в виду, что на практике принято проводить расчеты отношений элементов к хлору для макросостава в размерностях миллиграмм – эквивалент, для микрокомпонентов и органического вещества в миллиграммах на дм^3.

В качестве коррелятивов при прогнозе обводнения обычно выбирают компоненты наиболее устойчивые в растворе. Они практически не участвуют в превращениях, происходящих при разработке и обводнении месторождения с веществом самих подземных вод, газов и пород. К таким показателям относится хлор, калий, натрий, бром, йод и др. Фронт движения этих веществ в подземных водах согласуется с фронтом движения самого растворителя – воды, поэтому прогноз их распространения является по существу прогнозом распространения самой

воды – прогнозом обводнения. Для расчета содержания пластовой воды, которая выносится из скважин при обводнении, удобно применять графики, предложенные В.Н. Корценштейном, В.Г. Козловым (1988 г.) на основе построений Огильви. Пример такого графика для Астраханского газоконденсатного месторождения изображен на рис. 1.4.

Большинство веществ (компонентов) в растворе активно участвуют в гомогенных и гетерогенных взаимодействиях (кальций, магний, барий, стронций, бикарбонаты, карбонаты, сульфаты, сероводород, углекислый газ, железо, тяжелые металлы и др., идущих при разработке месторождения в системе "вода – газ – порода").

Такие вещества – плохие показатели обводнения, но по изменению их содержаний относительно фоновых можно осуще-

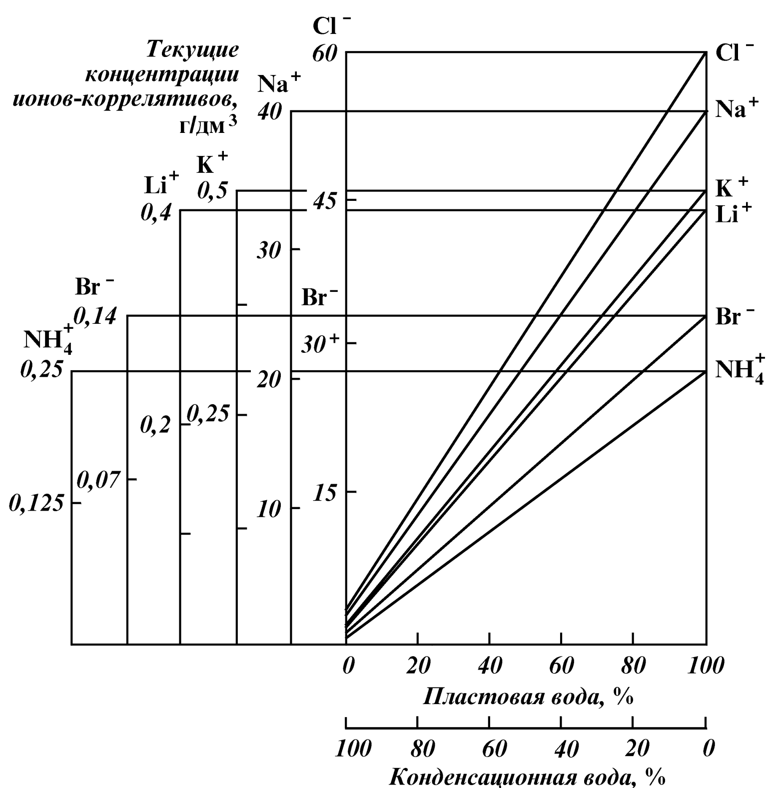


Рис. 1.4. График расчета содержания пластовой воды в жидкостях, выносимых из эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения

ствлять другие виды контроля. Например, при контроле за коррозионными процессами информативными показателями являются повышенное содержание ионов железа, присутствие в растворе сероводорода и прочих сульфидных соединений, количество агрессивной углекислоты и др.

Растворение цемента сопровождается понижением значения pH, увеличением концентраций кальция, магния (стронция, бария), бикарбонатов, кремния.

Проведение контроля за солеотложением основано на изучении поведения ионов кальция, магния (стронция, бария), бикарбонатов, карбонатов, сульфатов, значения pH и пр.

Контроль за распространением промышленных стоков в пласте осуществляется, исходя из состава закачиваемых вод. При этом показателями распространения промстоков могут служить компоненты, содержащиеся в составе сточных вод, например, метанол, диэтиленгликоль, тяжелые металлы и др. Полезно применение компонентов-маркеров, которые специально добавляются в сточные воды и распространяются в недрах вместе с промышленными стоками.

Таким образом, выбор коррелятивов при проведении гидрохимического контроля варьирует в зависимости от постановки задачи. При этом очевидно, что установление фоновых значений всех типов вод (пластовых, конденсационных, техногенных и их смесей) требует проведения подробных и тщательных исследований их компонентного состава.

Осуществление регулярного гидрогеохимического контроля за составом вод, выносимых из скважин позволяют решать широкий спектр задач: выявить происхождение этих вод; определить абсолютное количество пластовой воды в смеси выносимых жидкостей на момент отбора пробы; определять дату начала и источник поступления пластовой воды в эксплуатационную скважину; проследить характер обводнения скважин и залежи в целом во времени; контролировать “чистоту” призабойной зоны пласта; уточнять положение ГВК; прогнозировать процесс обводнения скважины, пласта, горизонта, залежи на перспективу; намечать наиболее опасные направления и объекты обводнения; прогнозировать процессы солеобразования и солеотложения в призабойной зоне пласта, скважинах и коммуникациях и др.

При упруго-водонапорном режиме разработки газовой (газоконденсатной) залежи реакцией водонапорной системы на отбор газа из залежи является внедрение в нее пластовой воды, т.е. обводнение. Влияние же разрабатываемой залежи на водонапорную систему проявляется в формировании депресси-

онной воронки. Помимо прочего, обводнение залежи приводит к защемлению газа, т.е. запечатыванию некоторого газонасыщенного объема залежи водами. Другой вид потери газа – высокая остаточная газонасыщенность обводнившихся коллекторов. Для борьбы с негативными последствиями обводнения и прогноза его постоянно определяются объемы и форма внедрения пластовой воды в залежь. Информационной базой для этого служат результаты промысловых геофизических исследований скважин (ГИС). Количество воды, внедрившееся в залежь, определяется при этом объемным методом.

Вместе с тем, количество воды, внедрившейся в залежь можно определить исходя из гидродинамических возможностей водонапорной системы, а вернее, из возможностей депрессионной воронки.

Обычно для выделения депрессионных воронок используются расчетные формулы для укрупненной скважины (большого колодца и т.д.). С этой целью площадь залежи приводится к площади круга, радиус которого используют в расчетах. Не вдаваясь в подробности, отметим, что расчеты депрессионных воронок, выполненные разными авторами, сильно отличаются из-за неопределенности входящих в формулы расчетных параметров.

Депрессионную воронку можно представить как часть водонасыщенного пласта (горизонта, комплекса), в которой начальное пластовое давление снизилось в результате отбора газа из залежи. В таком случае водоносный пласт можно разделить на область, в которой начальные пластовые давления остались неизменными и область, в которой они уменьшились.

Следовательно, для выделения депрессионной воронки, прежде всего, необходимо выявить воображаемую поверхность (“подошву” воронки), разделяющую области нарушенного и ненарушенного состояния водонапорной системы. Фактически “подошву” депрессионной воронки можно закартировать по результатам испытания пьезометрических и нагнетательных скважин. Важным ключевым моментом при этом является составление продольных и поперечных профилей распределения текущих пластовых давлений. Это позволяет охарактеризовать депрессионную воронку как в плане (с помощью структурной карты по ее “подошве”), так и по разрезу (на базе все тех же профилей). На этих профилях, помимо распределения давлений и “подошвы”, отражено начальное и текущее положение газоводяных контактов разрабатываемых залежей.

В конечном итоге, депрессионную воронку можно предста-

вить в виде физического тела, представляющего собой некоторый объем водоносного комплекса, заключенный между кровлей продуктивного пласта с одной стороны и «подошвой» депрессионной воронки – с другой. Структурные карты по «подошве» воронки и кровле пласта, в свою очередь, позволяют построить карту общих толщин воронки депрессии, а при наличии дополнительной информации – карты эффективных толщин, а также схемы песчанистости, объемов коллекторов, объемов непроницаемых пород, объемов воды и т.д.

Зная распределение текущих пластовых давлений по профилям и площади депрессионной воронки можно оценить ее упругоемкую энергию и количество воды, поступившей в залежь. Располагая сведениями о начальном и текущем насыщении пластовых вод газом, можно также подсчитать количество воды, поступившей в залежь за счет разгазирования пластовых вод депрессионной воронки при снижении пластового давления (Н.Г. Степанов и др., 1999 г.).

Уже к началу 2000 г. по результатам гидродинамического картирования депрессионная воронка собственно Уренгойской газовой залежи слилась с депрессионными воронками Ен-Яхинско-Песцовой и Северо-Уренгойской газовых залежей. Таким образом, в настоящее время в пределах сеноманской залежи Большого Уренгоя, например, существует депрессионная воронка, которую можно рассматривать как единый обширный полигон для закачки промстоков в любой части залежи и за ее пределами, но в границах контура депрессионной воронки. По нашим построениям (В.С. Гончаров и др., 1998 г.) на 01.01.1998 г. депрессионная воронка залежи Большого Уренгоя уже слилась с депрессионной воронкой Ямбургского месторождения.

Согласно структурной карте по подошве депрессионной воронки самая глубокая часть воронки собственно Уренгойской залежи оконтуривается, например, изогипсой – 1850 м и значительно большая – изогипсой – 1800 м. Контур депрессионной воронки имеет довольно сложную конфигурацию, так как представляет собой проекцию линии пересечения двух поверхностей сложного строения, одна из которых, как отмечалось, является кровлей продуктивного горизонта, а другая поверхностью "подошвы" воронки депрессии. Максимальная глубина воронки собственно Уренгойской залежи от поверхности начального ГВК составляет ~650 м, наибольший радиус от центра – 40–50 км, наименьшее пластовое давление в подошвенных водах – 60 атм.

Ен-Яхинско-Песцовый участок единой депрессионной воронки залежи Большого Уренгоя имеет субширотное простирание.

Самая глубокая часть этого участка оконтуривается изогипсой − (−1600)÷(−1650) м, ширина воронки в пределах участка − 77 км. На юге, как отмечалось, этот участок соединяется с воронкой собственно Уренгойской газовой залежи, а на севере с Северо-Уренгойским участком единой депрессионной воронки.

В подошвенных водах Северо-Уренгойской залежи за время разработки сформировалась депрессионная воронка, открывающаяся в сторону Ямбургского месторождения. Самая глубокая часть Северо-Уренгойского участка депрессионной воронки оконтуривается изогипсой − 1700 м. Пластовое давление в подошвенных водах снизилось до 70 атм.

Экологическая гидрогеология (гидрогеоэкология)

Острейшей проблемой нового столетия является продолжающееся ухудшение среды обитания людей, активными загрязнителями которой являются газовые и нефтяные промыслы, и в частности, им сопутствующие воды различного генезиса. В силу таких обстоятельств развитие этой молодой науки происходит по пути создания глубоко обоснованных и высокоэффективных мониторингов гидрогеологической среды, составными элементами которых является изучение генезиса вод, влияния техногенных факторов на их природу, изучение механизмов загрязнения вод, качества их очистки, надежности подземного захоронения промстоков и др.

Соответственно, это требует детального изучения макро- и микросостава подземных вод и техногенных жидкостей с акцентом на высокотоксичные компоненты с последующей паспортизацией загрязнителей и определением зональности распределения их по площади и разрезу.

Типичными загрязнителями гидросферы в результате деятельности нефтегазовых отраслей являются: основные компоненты состава пластовых вод, формирующие солевой состав вод, многие из которых в повышенных концентрациях ухудшают качество хозяйственно-питьевых вод; азотистые соединения, разнообразные формы которых весьма токсичны; соединения серы; обладающие высокой токсичностью микрокомпоненты, в том числе тяжелые и рассеянные металлы; нефтепродукты и растворенная органика, состоящие, как правило, из легкоподвижных, подверженных возгонам в атмосферу компонентов, скапливающихся и задерживающихся на длительное время в пределах гидросферы. Формы распространения некоторых компонентов-загрязнителей существенно зависят от окис-

лительно-восстановительных условий. К ним относятся соединения серы, азотные соединения, органические вещества и некоторые другие. В окислительных условиях они быстро разлагаются с образованием углекислого газа, слаботоксичных нитратов, нейтральных сульфатов и пр. В восстановительных условиях образуются промежуточные формы, такие, например, как H_2S, NH_3, NO_2, являющиеся сильно токсичными по отношению к биоте.

Подземное захоронение промышленных сточных вод, широко практикующееся в газовой промышленности, предотвращает загрязнение земной поверхности, открытых водоемов и пресных подземных вод. Обычно захороняются стоки, не поддающиеся биологической очистке из-за повышенного солесодержания, большой загрязненности нефтепродуктами и химреагентами. Для выбора полигонов закачки промстоков широко применяются гидрогеологические методы, позволяющие выбрать поглощающие горизонты, прогнозировать динамику пластового давления и распространения стоков в недрах, изучить физико-химическую совместимость стоков с пластовыми водами и породами поглощающего горизонта, предусмотреть необходимые меры для защиты верхних водоносных горизонтов от загрязнения, обеспечить контроль за экологической безопасностью захоронения стоков.

Согласно требованиям РД 51-31323949-48–2000 “Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промстоков” (методическое руководство) к поглощающим горизонтам предъявляются следующие обязательные требования:

необходимо, чтобы непосредственно над рабочим поглощающим горизонтом был развит надежный региональный водоупор для обеспечения изоляции, закачиваемых в него промстоков;

поглощающие горизонты не должны содержать пресных вод питьевого качества;

они должны быть насыщены солеными и рассольными водами, не эксплуатирующимися для лечебных целей, а также для целей технического и питьевого водоснабжения;

фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов должны обеспечивать поглощение запланированных объемов сточных вод;

поглощающие горизонты должны быть надежно изолированы от водоносных горизонтов с пресными водами;

поглощающие горизонты должны залегать на приемлемых в технико-экономическом отношении глубинах.

Районы разработки нефтегазовых залежей удовлетворяют всем перечисленным условиям и имеют благоприятные геолого-

гидрогеологические параметры для проведения закачки промстоков, что обусловлено чередованием в литологическом разрезе пластов-коллекторов и экранирующих горизонтов.

В литологическом отношении наиболее перспективными являются поглощающие горизонты в карбонатных и терригенных породах.

Наиболее значительные объемы стоков захороняются под разрабатываемые залежи в зону депрессионной воронки водоносной системы. При этом поглощающие горизонты сложены как карбонатными (Оренбургское, Вуктыльское месторождения), так и терригенными породами (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное и другие месторождения). В надпродуктивные отложения захороняются значительно меньшие объемы стоков. Поглощающие горизонты здесь могут быть представлены также карбонатными (Западно-Соплесское месторождение) или терригенными отложениями (Астраханское месторождение).

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений на поверхность земли вместе с газом выносится большое количество минерализованной подземной воды, имеющей сложный состав и требующей утилизации. Количество этой воды сопоставимо с количеством стоков иного генезиса (бытовыми, ливневыми, буровыми растворами и др.), также подлежащими захоронению.

Практика показала, что промышленные стоки в газовой отрасли − это жидкости карбонатно-натриевого или реже, хлоридно-кальциевого состава. Они содержат большое количество механических примесей, нефтепродуктов, а также таких веществ, как метанол, диэтиленгликоль, поверхностно-активные вещества и некоторые другие специфические реагенты, применяемые для интенсификации добычи. Эти стоки трудно поддаются очистке из-за высокой их загрязненности. Поэтому в пласт лучше закачивать стоки, которые предварительно прошли минимальную очистку, чтобы избежать кольматации пор принимающего горизонта.

Кроме того, закачиваемые промстоки должны быть совместимы с водами и породами принимающего пласта, так как в противном случае при смешивании промстоков и подземных вод произойдет выпадение осадков. Для избежания этого перед закачкой промстоки необходимо специально готовить. Требования к качеству промстоков и рекомендации к закачке выполняются по результатам лабораторных экспериментов.

Закачка промстоков в зону депрессионной воронки позволяет частично компенсировать снижение давления в водонапор-

ной системе газового месторождения и тем способствует повышению газоотдачи.

В качестве нагнетательных скважин на газовых промыслах принято использовать уже имеющиеся переоборудованные разведочные и эксплуатационные скважины, а также пьезометрические скважины, контролирующие водонапорную систему.

При проведении закачки промстоков гидрогеоэкологический контроль включает следующие основные виды мониторинга:

гидродинамический – оценка состояния полей напоров в поглощающих пластах и контролируемых горизонтах;

гидрохимический – определение изменений состава пластовых вод, и компонентов стоков и физико-химических показателей коллекторов;

геофизический – оценка изменений физических полей в недрах, включая температурное поле, электросопротивление жидкостей, сейсмические эффекты.

Современные методы гидрогеоэкологического контроля позволяют обеспечить надежность и безопасность подземного захоронения промстоков в благоприятных гидрогеологических условиях, а при возникновении аварийных ситуаций своевременно принимать меры по их локализации и устранению.

Промышленные воды газоносных территорий

Освоение гидроминеральных сырьевых ресурсов (подземных промышленных вод) может обеспечить индустриальное производство многих микрокомпонентов в необходимых количествах для развития отдельных отраслей народного хозяйства. Целесообразность использования гидроминеральных сырьевых ресурсов для получения товарной продукции подтверждается зарубежной и отечественной практикой.

В настоящее время подземные природные минерализованные воды являются источниками получения в промышленных масштабах йода, брома, лития, стронция, солей натрия, кальция, магния и некоторых других элементов и их соединений. В ряде развитых стран (США, Япония, Италия, Германия) добыча сырья из подземных вод превысила в денежном выражении 2 млрд дол. в год и составляет значительную долю от общей мировой добычи.

В СНГ в настоящее время гидроминеральное сырье используется, в основном, для добычи йода и брома. Причем такое сырье является единственным источником получения йода и основным – брома, добыча которых удовлетворяет заявленную

потребность в Российской Федерации лишь на 15 %. Недостаток йода ощущается на 60 % территории России.

Потребность в йоде в России и странах СНГ составляет 1500–1700 т в год, зарубежная потребность – около 10 000 т в год. Потребность в броме в России 13 000 т в год.

В 1998 г. стоимость отечественного йода на внутреннем рынке колебалась на уровне 25–30 дол. за 1 кг в зависимости от условий реализации. Оптовая цена технического брома находится на уровне 2600 дол. за 1 т.

Йодобромная продукция находит разнообразное применение в самых различных отраслях народного хозяйства. Потребителями йода являются: пищевая промышленность, сельское хозяйство, медицина и здравоохранение, ветеринария, производство синтетического каучука, производство особо чистых солей, редких металлов, анилиновых красителей, уксусной кислоты, йодистоводородной кислоты, канифольных эмульгаторов и т.д.

Необходимо учитывать важную роль йода в гуманной медицине. Дефицит йода в организме приводит к ряду нарушений показателей белкового обмена. Йододефицитные заболевания человека являются серьезной медико-биологической проблемой глобального уровня для России, где 58 регионов дефицитны по йоду. Это в основном Сибирь, Северный Кавказ и Нечерноземье.

Главы государств более, чем 100 стран мира, включая Россию, подписали Всемирную декларацию об обеспечении выживания, защиты и развития детей, в которой предусматривается ликвидация йододефицитных заболеваний в начале нового тысячелетия. Резолюцией Всемирной организации здравоохранения от 14 мая 1992 г. рекомендовано разработать национальные программы по реализации названной проблемы.

Результаты гидрогеологических исследований показывают, что для газовой отрасли представляют практический интерес с целью комплексного использования гидроминеральных ресурсов месторождения промышленных вод: Медвежье (север Тюменской области), Черкашинское (юг Тюменской области), Северо-Тебукское, Северо-Ягваньское, Ягваньское (республика Коми), Южно-Сухокумское (республика Дагестан), Астраханское (Астраханская область), Западно-Кубанское (Краснодарский край), Ставропольское (Ставропольский край).

Детальная проработка этого вопроса показала, что в кратчайшие сроки целесообразно организовать йодо-бромное производство на Ставропольском месторождении промышленных вод:

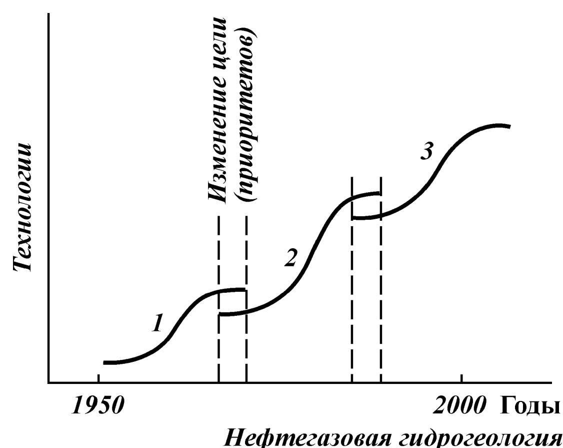


Рис. 1.5. Этапы развития нефтегазовой гидрогеологии:
1 – нетфегазопоисковая гидрогеология; *2* – нефтегазопромысловая гидрогеология; *3* – экологическая гидрогеология (гидрогеоэкология)

Основные геолого-промысловые показатели Ставропольского месторождения промышленных вод

Промышленный водоносный горизонт	Хадумский
Глубина залегания отложений, м	1000
Минерализация воды, г/дм^3	25
Соединения йода в воде, мг/дм	40–60
Газовый фактор, м^3/м	0,566
Температура воды на устье при дебите 220 м^3/сут, °С	40
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут·МПа)	420
Коэффициент приемистости, м^3/(сут·МПа)	370
Дебит скважин, м^3/сут	1000
Число скважин (добыча воды)	30
в том числе бурятся новые	21
Число скважин для нагнетания отработанной воды в поглощающий горизонт	15
в том числе бурятся новые	9
Годовое производство йода, т/год	500
Способ получения йода	Воздушно-десорбционный

Детальная геологическая изученность территории Предкавказья, наличие многих пробуренных скважин на истощенных месторождениях, благоприятные гидрогеологические условия, с учетом того, что вековые запасы промышленных вод Северного Кавказа практически неисчерпаемы – в условиях падающей добычи углеводородов, уже готовой обустроенности промыслов, наличия опытных кадров – позволяет поставить проблему вто-

ричного использования сложившейся инфраструктуры, капвложений, человеческих ресурсов на объектах деятельности ОАО "Газпром".

Нефтегазовая гидрогеология прошла все три основных этапа своего развития (поисковая, промысловая, экологическая) (рис. 1.5). На каждом этапе менялись цели (приоритеты) и задачи. Это значит, что менялись и методы решения поставленных задач, т.е. появлялись новые технологии.

Во всем многообразии тех проблем, которыми занимается современная нефтегазовая гидрогеология, значительная часть отводится гидрогеохимии.